

Contribuições à Consulta Pública MME nº 146, de 14 de dezembro de 2022

Contextualização

1. A Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEÓLICA) e a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), instituições que congregam as empresas da cadeia produtiva de energia eólica e solar fotovoltaica no País e que têm como principal objetivo trabalhar em prol da inserção, consolidação e sustentabilidade dessa indústria, vêm, respeitosamente, expor considerações a respeito da Consulta Pública (“CP”) MME nº 146/2022, elaboradas com o apoio consultivo e assessoramento da RegE Barros Correia Consultoria.
2. A referida CP foi instaurada com o objetivo de receber contribuições para o aprimoramento das propostas metodológicas para o tema estratégico de separação de lastro e energia apresentadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) por meio dos relatórios: *“Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade”*, *“Metodologia de Referência para a Quantificação da Contribuição da Oferta: Lastro de Produção e Capacidade”* e *“Precariedade de Limite de Oferta e Mecanismo para Cobertura de Exposições”*.
3. Sendo assim, cabe pontuar que o mercado brasileiro de energia elétrica foi desenhado com base no binômio segurança energética e modicidade de tarifas e preços, sendo a modicidade de tarifas e preços perseguida por meio do emprego de regulação por incentivo para os serviços de distribuição e de transmissão de energia elétrica e pelo fomento à competição na atividade de geração por meio de leilões regulados para contratação de energia para os consumidores cativos e da liberalização gradativa do mercado de energia elétrica com a flexibilização das restrições de adesão ao Ambiente de Contratação Livre (ACL).
4. Todavia, considerando que a geração, a carga e a capacidade de transmissão dependem de condições climáticas e eventos fortuitos, e que a geração deve igualar a carga de energia elétrica em tempo real, mantidas as condições de frequência e tensão do sistema elétrico, a segurança energética tem sido obtida por meio da manutenção de capacidade excedente de geração e de transmissão de energia elétrica.
5. Ocorre que o processo de mudança climática, com seus efeitos diretos e indiretos na indústria, na regulação e no comportamento e preferências dos agentes de mercado, tem tornado a questão da segurança energética mais complexa e sutil, de forma que a segurança sistêmica não pode mais ser obtida implicitamente pela simples existência de excesso de capacidade instalada, visto que os atributos (capacidade e condições para oferta de potência e energia) quando requisitados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a partir de diferentes fontes e tecnologias, não são equivalentes.
6. Dentre os efeitos diretos e indiretos do processo de mudança climática com impacto na segurança sistêmica destaca-se:

- a. A perda de valor explicativo de séries históricas de precipitação para a previsão de geração hidrelétrica;
- b. O aumento da percepção de risco associado com eventos climáticos extremos;
- c. A elevação da participação de fontes de Geração Renovável Variável (GRV), como eólica fotovoltaica, inclusive no âmbito da micro e mini geração distribuída;
- d. A redução da capacidade de as usinas hidrelétricas existentes proverem adequadamente os requisitos de flexibilidade.

7. Tal diagnóstico é, inclusive, reconhecido expressamente pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela EPE, conforme trechos extraídos do Relatório Final do GT Modernização e do relatório “Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade”, conforme trecho colacionado abaixo:

Relatório Final do GT Modernização

“Conforme identificado no grupo temático de Critério de Suprimento, para se garantir a adequabilidade dos requisitos do sistema elétrico, é necessário que diversos atributos do sistema sejam atendidos, tais como energia e potência.

Compete ao Poder Concedente garantir o suprimento de energia elétrica para que todos os consumidores sejam atendidos a qualquer momento, mesmo em períodos críticos. Para isto, em termos de diagnóstico, identificaram-se dois principais fatores que apontam para a necessidade da contratação separada de lastro e energia e consequente alteração do atual mecanismo de adequação do suprimento.

O primeiro fator é a mudança na matriz energética brasileira e consequente restrição do sistema não apenas em energia, mas também em capacidade (potência), conforme aponta o grupo temático de Critérios de Suprimento.

O segundo é a alocação dos custos de segurança de suprimento e atendimento de capacidade majoritariamente sobre o consumidor regulado, ao invés do rateio desses custos, como bem público, entre todos os consumidores.

Além disso, a precificação conjunta do lastro com a energia prejudica a precificação de novos produtos necessários para o sistema.”

Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade

“O Setor Elétrico Brasileiro, assim como em todo o mundo, vem se desenvolvendo e se adaptando às novas condições de composição da matriz. A crescente participação de

fontes renováveis variáveis, como eólica e solar fotovoltaica, somadas à redução da participação de hidrelétricas no sistema e às políticas de redução de emissões de carbono vem moldando o parque gerador, aumentando a complexidade de operação e a necessidade de atendimento à demanda com confiabilidade. Novas tecnologias estão emergindo para que a demanda tenha maior flexibilidade, como é o caso da gestão do consumo com monitoramento em tempo real e alternativas como a geração distribuída. Este novo cenário exige planejamento integrado, para que seja mantido adequado balanço entre oferta e demanda, com eficiência econômica e segurança de suprimento.”

8. Nesse sentido, o MME promoveu a Consulta Pública (CP) nº 21, aberta em 5 de outubro de 2016, com vistas a obter da sociedade respostas sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, os benefícios e os riscos envolvidos neste processo, e a CP nº 33, aberta em 5 de julho de 2017, com a finalidade de aprimorar o modelo do setor elétrico.

9. Em continuidade ao trabalho realizado, o MME, por meio da Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, instituiu um grupo de trabalho (GT Modernização) para aprimorar propostas que viabilizem a Modernização do Setor Elétrico fundamentadas nos pilares da governança, da transparência e da estabilidade jurídico-regulatória.

10. O GT Modernização, em seu relatório final, avaliou a conveniência e oportunidade de valoração e contratação dos requisitos de potência e energia necessários à adequação dos recursos disponíveis ao sistema de maneira separada, mesmo que inicialmente sejam contratados concomitantemente para garantir a financiabilidade dos projetos de geração e evitar o sobrecusto.

11. Para tanto, o GT Modernização analisou as seguintes alternativas de mecanismos de adequação de suprimento:

- a. **Reserva Estratégica:** mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de parcela do requisito de capacidade do sistema, que é separada do mercado atacadista e mantida como reserva. Ela só será despachada quando um critério pré-estabelecido for atendido, depois que toda a capacidade disponível restante estiver em operação. A remuneração é feita através de um pagamento fixo pela capacidade, provendo uma renda que compensa o custo de oportunidade da Reserva Estratégica por não poderem participar no mercado atacadista. É pago por todos os consumidores via encargo.
- b. **Leilão de Capacidade:** mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de capacidade que, diferentemente da Reserva Estratégica, continua participando do mercado de energia, ou seja, da liquidação e da formação de preço. A

remuneração é feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo incidente sobre todos os consumidores.

- c. **Obrigação de Capacidade:** mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação descentralizada de capacidade. A quantidade da capacidade a ser contratada é definida centralizadamente, mas a estratégia de cumprimento da obrigação (e de remuneração)   definida por cada agente. O mecanismo de Obrigação de Capacidade *ex-ante* pode ser associado com mercados de certificados livremente transacionáveis. O cumprimento da obrigação pode ser aferido *ex-ante* ou *ex-post* e seu descumprimento enseja o pagamento de penalidade.
- d. **Opções de Confiabilidade:** mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de capacidade. O funcionamento do contrato da Opção de Confiabilidade se assemelha ao de um contrato financeiro de opção de compra. O operador do sistema adquire o direito de comprar eletricidade dos geradores a um determinado preço de exercício e, como nas opções de compra financeiras t picas, exercer  este direito se, e somente se, for considerado vantajoso, ou seja, se o  ndice (no caso, o preço da eletricidade no mercado *spot*) for superior ao preço de exercício, que serve como uma indicação de quando a segurança do sistema estiver em risco (condições de escassez). A remuneração é feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo incidente sobre todos os consumidores.
- e. **Pagamento por Capacidade:** mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação descentralizada de capacidade. Nesse mecanismo a autoridade central estabelece um valor (que pode ser fixo ou variável e diferenciado por fonte e tecnologia) de pagamento pela disponibilização de capacidade que será recebido por todos os empreendimentos em operação. A quantidade efetiva de capacidade, todavia, é definida pelo mercado, em resposta ao valor de pagamento estipulado. A remuneração é feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo incidente sobre todos os consumidores.

12. Após a avaliação preliminar de diferentes tipos de mecanismos de adequação do suprimento, o GT Modernização concluiu que mecanismos abrangentes, baseados em volume e contratados centralizadamente, se mostram mais adequados ao contexto brasileiro, a exemplo dos leilões de capacidade e das opções de confiabilidade. No entanto, de acordo com o GT Modernização, o atendimento aos parâmetros elencados, como efetividade e eficiência, depende diretamente do desenho do mecanismo em si, incluindo: **a metodologia para definição do montante total de demanda e da contribuição de cada ofertante, o produto a ser contratado, o desenho do leilão de contratação, os cr ter os de desempenho e as penalidades.**

13. Para tanto, o GT Modernização, em seu relatório final, sugere a negociação de três produtos distintos:

- a. produção de eletricidade;
- b. lastro de produção; e
- c. lastro de capacidade.

14. Ademais, o Relatório Final do GT Modernização ressalta que, considerando-se a abertura do mercado de energia elétrica e a possível mobilidade dos agentes entre ambiente livre e regulado, espera-se que cada vez menos o ACR e seus contratos de longo prazo lastreiem a financiabilidade da expansão sustentável (que assegure no longo prazo os atributos necessários para a confiabilidade da operação do sistema) em decorrência da possível redução ou variação da demanda por energia no ACR, o processo de separação de lastro e energia também deve prover solução para dois problemas adicionais:

- a. Garantir a contratação dos atributos que assegurem a confiabilidade do sistema de forma sustentável e isonômica (com todos os agentes pagando pelos benefícios sistêmicos); e
- b. Criar uma base de recebíveis de longo prazo para complementar a decrescente contratação de energia no ACR com vistas a preservar a financiabilidade da expansão por meio do *Project Finance*.

15. Na prática porém, considerando, por um lado, a urgência na preservação da segurança de suprimento ao longo do processo de abertura do ACL e, por outro, a grande complexidade técnica da especificação e individualização dos lastros de produção e de potência, bem como os custos de transação e os riscos regulatórios envolvidos em uma reforma profunda do mercado de energia elétrica brasileiro, o governo federal editou a Medida Provisória nº 998/2020, posteriormente convertida na Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, com o objetivo de possibilitar a contratação de reserva de capacidade de potência (lastro de capacidade).

16. Dessa forma, atualmente a contratação e manutenção de capacidade excedente de geração é assegurada pela aplicação do critério de garantia física como limitador da quantidade máxima de energia negociável pelos geradores e pela possibilidade de contratação de energia de reserva e, desde a publicação da Lei nº 14.120/2021, de reserva de capacidade de potência. Ademais, considerando as características próprias do sistema elétrico brasileiro, com elevada capacidade de geração hidrelétrica, a confiabilidade da geração é também assegurada por meio da contratação de uma matriz de geração elétrica com diversidade de fontes e tecnologias, de modo a mitigar riscos de disponibilidade de geração por eventos climáticos e otimizar a complementaridade operacional (controle e flexibilidade de despacho) e sazonal das diferentes fontes.

Contribuições Gerais

17. Realizada a contextualização do problema regulatório, as ASSOCIAÇÕES apresentam, como uma primeira contribuição de caráter geral à CP nº 146, que a realização de leilões de contratação de reserva de energia e de capacidade de potência, nos moldes instituídos pela Lei nº 14.120/2021, é capaz de assegurar a contratação e valoração individualizada dos requisitos sistêmicos de energia, potência e flexibilidade de forma permanente visto que apresenta as seguintes vantagens:

- a. É compatível com os mecanismos de contratação de capacidade recomendados pelo GT Modernização de leilões de capacidade e de opções de confiabilidade;
- b. É comprovadamente compatível com os modelos de negócios de *funding e finance* de usinas termelétricas que, apesar de serem essenciais para a segurança sistêmica, possuem baixa probabilidade de despacho;
- c. Pode ser adaptado para viabilizar a contratação de capacidade e flexibilidade de empreendimentos eólicos associados ou não com outras fontes ou com *Battery Energy Storage System (BESS)*;
- d. Permite a valoração e contratação de efetiva disponibilidade de energia, potência e flexibilidade diretamente por meio da definição de obrigações e requisitos de performance em contratos de serviço e não indiretamente por meio de certificados de lastro, o que facilita o monitoramento e fiscalização da segurança sistêmica e do desempenho individual dos geradores;
- e. Possui custos de transação e de regulação reduzidos e já totalmente integrados ao atual modelo regulatório e comercial do sistema elétrico brasileiro;
- f. Possibilita ampla flexibilidade na conformação dos serviços e produtos a serem contratados, inclusive para serviços providos por eólicas, assegurando a estabilidade regulatória e contratual na eventualidade de o ONS identificar a necessidade de contratação de recursos sistêmicos adicionais que não estejam adequadamente nos lastros de produção e capacidade (como flexibilidade, por exemplo);
- g. Não afeta contratos existentes, preservando a segurança jurídica do setor elétrico.

18. Sendo assim, ao contrário do que parece sugerir a EPE por meio do relatório de “*Metodologia de Referência para a Quantificação da Contribuição da Oferta: Lastro de Produção e Capacidade*”, as ASSOCIAÇÕES entendem que a atual regulação para contratação de energia de reserva e de reserva de capacidade não deve ser tratado, a *priori*, como um mecanismo transitório, devendo ser substituído por outro arranjo regulatório apenas se demonstrado

cabalmente, por meio de uma análise de impactos, riscos e de custos e benefícios econômicos e regulatórios, que a nova abordagem possui desempenho mais favorável para a sociedade.

19. Nesse sentido, ainda na forma de uma contribuição geral, as ASSOCIAÇÕES entendem que as notas técnicas apresentadas no âmbito da CP nº 146 indicam que o tema da “*separação de lastro e de energia*” ainda está envolto em muita incerteza e complexidade. Em resumo, no seu estado atual de maturidade, a separação de lastro e de energia como apresentada na CP nº 146 carece de maior aprofundamento, especialmente por meio da apuração de impacto regulatório e da análise de custos e benefícios para poder ser adotada, especialmente em relação aos dois aspectos elencados pelo GT Modernização como fundamentais para sua implantação:

- a. A garantia de contratação dos atributos que assegurem a confiabilidade do sistema de forma sustentável e isonômica (com todos os agentes pagando pelos benefícios sistêmicos); e
- b. A criação de uma base de recebíveis de longo prazo para complementar a decrescente contratação de energia no ACR com vistas a preservar a financiabilidade da expansão por meio do *Project Finance*.

20. Finalmente, ainda como contribuição de caráter geral, as ASSOCIAÇÕES entendem que a avaliação das metodologias apresentadas, especialmente às descritas nas Notas Técnicas nº 134/2021 e nº 135/2021, que tratam da Quantificação da Contribuição individualizada de Lastro de Produção e Capacidade e do Mecanismo para Cobertura de Exposições decorrentes da precariedade do lastro, ficou prejudicada pela não apresentação do desenho do mercado de contratação de lastro, que como apontado pelo Relatório Final do GT Modernização pode adotar mecanismos bastantes complexos como leilões combinatórios.

Contribuições Específicas

21. Do ponto de vista mais específico, as ASSOCIAÇÕES destacam que a Nota Técnica nº 133/2021), que trata da “*Metodologia de Quantificação dos Requisitos de Lastro de Produção e Capacidade*”, ganharia clareza taxionômica caso especificasse claramente ao longo do texto quando trata:

- a. Energia despachada, energia requerida e *déficit* de energia;
- b. Capacidade de potência instalada, capacidade de potência despachável, capacidade de potência requerida e *déficit* de capacidade de potência. Talvez até seja mais vantajoso adotar a forma simplificada: potência instalada, potência despachável, potência requerida e *déficit* de potência.

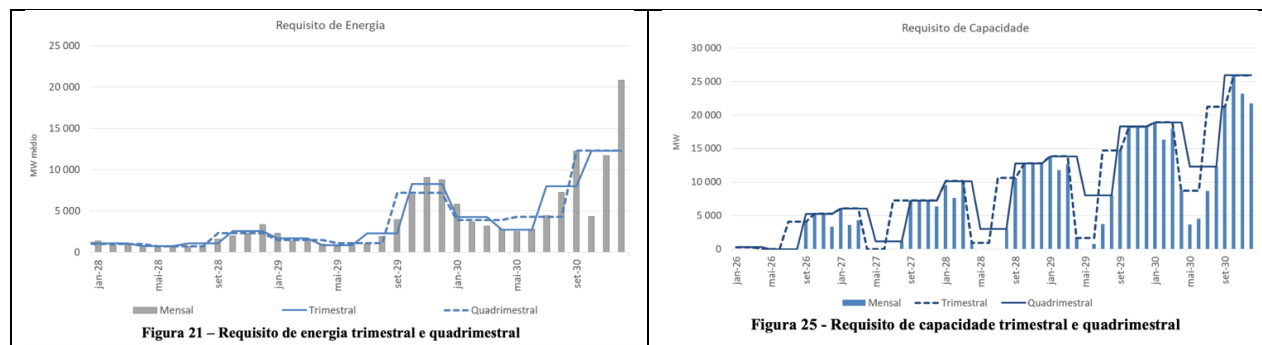
22. A alternância de denominação frequente entre os termos “capacidade” e “potência”¹, não adjetivados, acaba por concorrer para alguma confusão.

23. Feita essa ressalva formal, cabe destacar que a Nota Técnica nº 133/2021 aponta corretamente que os requisitos de energia e potência vêm sendo supridos tradicionalmente por hidrelétricas, mas que no futuro isto será inviável por conta da penetração acelerada de GRV e da perda de participação relativa da geração hidrelétrica despachável na oferta total de energia e potência.

24. E, fiel à diretiva de buscar neutralidade tecnológica, a Nota Técnica nº 133/2021, que cuida exclusivamente da quantificação dos requisitos sistêmicos, aponta corretamente que “o mapeamento do sistema, pela ótica dos critérios de suprimento, poderá indicar quais requisitos do sistema são escassos em cada momento.”

25. Ademais, cabe destacar que os requisitos de energia e capacidade tais como ilustrados nas Figuras 21 e 25 e no Anexo I da Nota Técnica nº 133/2021 são adequadamente quantificados, e dizem respeito, na verdade, aos requisitos sistêmicos adicionais/incrementais (e não totais):

“Analisando a operação a partir de uma configuração inicial do sistema, através das novas métricas de segurança e economicidade da operação, é proposto que seja identificada a expansão mínima necessária para atendimento da demanda futura de forma adequada, isto é, que atenda aos critérios de suprimento”. (grifou-se)



26. Assim, conceitualmente, o arrazoadado e os resultados da Nota Técnica nº 133/2021 são na essência corretos e traduzem de forma clara os requisitos adicionais de energia e potência despachável em horizonte decenal. Isto é, representa adequadamente os montantes agregados

¹ Energia [Wh] e potência [W] são conceitos físicos expressos com unidades próprias sem ambiguidade, enquanto capacidade carece de adjetivação para ser expressa apropriadamente em unidades físicas.

de energia e potência despachável que devem ser adicionados ao sistema para atender o aumento da carga.

27. Observa-se, ainda que os requisitos quantificados na Nota Técnica nº 133/2021 estão na mais completa aderência com os produtos especificados para o leilão de reserva de capacidade. Isto é, atendida a demanda de energia do sistema a custo mínimo, devem ser estabelecidos os montantes agregados de reserva de energia e de potência despachável a serem adicionados para atender os requisitos de segurança sistêmica.

28. No entanto, a definição do lastro de capacidade com base nas 10 horas de maior demanda de cada mês carece de maiores estudos e melhor fundamentação.

29. Ademais, por conta do caráter indicativo do planejamento da geração, tais montantes apenas indicam a magnitude dos requisitos, os quais ainda precisam ser especificados com maior detalhamento para atender às reais necessidades de segurança sistêmica, podendo serem desdobrados, por exemplo, em reservas sistêmicas e serviços ancilares.

30. Finalmente, destaca-se que a Nota Técnica nº 133/2021 não apresenta solução metodológica para apuração dos requisitos sistêmicos de lastro de flexibilidade, que é definido pela própria EPE, conforme Nota Técnica nº 037/2021, como sendo o atributo que representa a possibilidade de variação da injeção de potência de forma controlável para atender os requisitos do sistema para um recurso energético do sistema em períodos compatíveis com os comandos de despacho da operação.

31. Por sua vez, a Nota Técnica nº 134/2021, que trata de “*Metodologia de Referência para a Quantificação da Contribuição da Oferta: Lastro de Produção e Capacidade*”, se depara com maiores dificuldades, ao propor quantificar de modo individualizado a contribuição de cada empreendimento na oferta de lastro de produção (energia) e de lastro de capacidade (potência despachável), por tipo de fonte, com base no seguinte critério:

“O Lastro de Produção é a contribuição que um ativo do sistema é capaz de oferecer individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade de forma acumulada ao longo de um determinado intervalo de tempo, independentemente do atendimento a cada instante.

O Lastro de Capacidade é o quanto um ativo físico do sistema contribui individualmente para o atendimento da demanda de eletricidade em instantes de interesse. No caso em questão, foi utilizado como instantes de interesse o horário de ponta do sistema elétrico brasileiro, definido como as 10 horas de maior demanda de cada mês.”

32. Na realidade, além do mercado de garantia física atualmente existente, o que se pretende com a proposta de um mercado de lastro é criar dois mercados de lastros: produção (energia) e

capacidade (potência despachável ou suprida em instantes de interesse), tendo o operador do sistema como comprador final neste último.

33. Todavia, a Nota Técnica nº 134/2021 não resolve o problema de como apurar e individualizar por empreendimento os lastros de produção (energia) e de capacidade (potência despachável ou suprida em instante de interesse).

34. Primeiro porque a distinção conceitual entre lastro de produção (energia) e garantia física não é clara, inclusive, pelo fato deste lastro ser quantificado com a mesma metodologia e ferramental usado no cálculo da garantia física. Por outro lado, a criação de um mercado de lastro de capacidade (potência despachável ou suprida em instante de interesse) estende esta ideia para uma espécie de mercado de reserva de capacidade.

35. Segundo, porque persiste o fato de energia e potência serem grandezas em larga medida indissociáveis. A entrega de potência durante um intervalo de tempo carrega uma energia associada, da mesma forma que a entrega de energia carrega uma potência.

36. Ademais, não se deve perder de vista que os valores quantificados de lastros, seja de produção (energia) ou de capacidade (potência) são grandezas aleatórias, daí a necessidade de simulação dos 2.000 cenários hidrológicos para apuração do lastro de hidrelétricas. Assim, não é inafastável que haja múltiplas alternativas de individualização para um mesmo cenário de referência, com possibilidades diversas de quantificação para os lastros de produção (energia) e capacidade (potência despachável), resultando em modos distintos de atribuição de benefícios.

37. A definição dos lastros de forma individualizada para cada empreendimento, tal como proposta apresentada na Nota Técnica nº 134/2021 é tacitamente negada pela própria metodologia usada. O Newave é usado para quantificar os lastros de produção agregados por blocos (hidrelétrico), para depois serem individualizados usando o Suishi associado com alguma regra de proporcionalidade, a exemplo do deplecionamento em paralelo dos Reservatórios Equivalentes de Energia (REE). Deste modo, como destacado na própria Nota Técnica nº 134/2021, o uso do Newave carrega uma série de restrições associadas aos REE considerados na simulação, o que pode ensejar algumas medidas discricionárias na individualização dos lastros e distorções na forma de alocação de atributos para os diferentes agentes.

38. Além do mais, dada a sua natureza aleatória, **os lastros não são passíveis de agregação por simples operação aritmética**. Isto também vale para suas desagregações (individualizações). Isto, inclusive, explica a abordagem proposta pela Nota Técnica nº 134/2021 de quantificar os lastros das fontes eólica e solar de modo agregado para preservar o efeito portfólio. Igualmente, também propõe tal abordagem para as usinas termelétricas ao, concomitantemente, reconhecer a simplificação e precariedade dos valores individualizados:

*“É importante destacar que a presente avaliação, em decorrência da **simplificação para apresentação dos resultados**, foi realizada para o SIN, considerando o bloco de Todos os*

*empreendimentos termelétricos despachados centralizadamente da configuração de referência. No entanto, considera-se que uma avaliação levando em conta a questão espacial seja relevante, considerando, no mínimo, uma avaliação por subsistema para composição do Lastro de Capacidade. **Outras avaliações adicionais podem complementar a metodologia apresentada como, por exemplo, análises considerando o efeito portfólio com as demais fontes do sistema.***

39. Assim, a mera desagregação não é tão simples nem inequívoca. No modelo tal como proposto pela EPE, poderia haver diferentes modos de desagregação atribuindo-se lastros de modos distintos, o que não seria indiferente para os detentores de ativos de geração.

40. De toda forma, a quantificação dos lastros tal como proposta na Nota Técnica nº 134/2021 é declarada “precária” de antemão, por depender da configuração de referência do sistema e da cenarização hidrológica. Tal ênfase no aspecto *jurídico* da “precariedade” aparenta ter o condão de se eximir do exame aprofundado da própria “precariedade” *conceitual* do arranjo proposto, como se ele fosse inafastável.

41. Então, a novidade trazida pela Nota Técnica nº 134/2021 fica por conta da “precarização” do montante de garantia física comercializável, o que introduz um nível considerável de risco, a ponto de justificar a criação de mais um outro mercado para lastro de produção (energia), agora entre os ofertantes, que buscam neutralizar seus riscos de exposição nos contratos de suprimento de lastro produção; *ceteris paribus* para os mercados de lastro de capacidade.

42. **Assim, ao definir lastro como uma espécie de selo volátil emitido pelo poder concedente para limitar as ofertas no próprio mercado de lastro, a exemplo da garantia física, a proposta carrega todas as dificuldades desta. A inovação de “precarizar” este selo aumentará necessariamente o risco deste mercado, o que é admitido na Nota Técnica 134/2021 e justifica a proposta trazida pela Nota Técnica nº 135/2021 - “Precariedade de Limite de Oferta e Mecanismo para Cobertura de Exposições”.**

43. Em suma, sem conseguir apresentar uma metodologia de lastro de produção e lastro de capacidade sem precariedade, e sem avançar na estruturação dos mercados de tais lastros, a Nota Técnica nº 134/2021 remete a necessidade de mitigar os riscos emergentes do arranjo proposto com a instituição de um outro mercado para a exposições eventuais e inevitáveis que devem aflorar nestes dois mercados de lastros.

44. Todavia, ao propor uma solução de mitigação de risco, a Nota nº 134/2021 se olvida do fato de que a variabilidade do lastro impede que sua contratação ampare a segurança sistêmica e a adequação dos recursos de energia e potência **por meio contratos de longo prazo**, com receitas constantes e previsíveis, que possam ser utilizados como garantias financeiras para o *project finance* de novos empreendimentos, como hoje ocorre com os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e com os Contratos de Energia de Reserva (CER) e de Contratos de Potência de Reserva de Capacidade (CRCAP).

45. Mais especificamente em relação à fonte eólica, a Nota Técnica nº 134/2021 apresenta uma revisão de experiência internacional bastante abrangente que demonstra que (i) as GRV podem prover o serviço de capacidade por meio do suprimento de potência em momentos de grande interesse definidos na forma de horários de carga elevada (pico) diferenciados por mês ou estação do ano; e (ii) a quantificação e a apuração do serviço de capacidade provido por GRV podem ser realizados com base em metodologias simples, tanto com base em valores históricos ou em simulações prospectiva, conforme demonstram a experiência do Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection (PJM), do ISO New England e do Midcontinent Independent System Operator (MISO)

“A PJM (Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection) conta com um mercado de capacidade organizado em torno de leilões centralizados. A capacidade que os recursos renováveis podem oferecer nos leilões, e pela qual são remunerados, é obtida por meio de Capacity Value (CV). O CV das fontes eólica e solar são calculados analisando a produção de cada unidade durante os horários de pico de verão (de 14h às 18h dos dias em junho, julho e agosto) dos últimos três anos (PJM, 2017). A produção média durante essas horas é dividida pela capacidade instalada para obter o CV. Se, em alguns dos horários de pico, a unidade não estiver produzindo devido a uma instrução do operador do sistema, tais horas não são consideradas no cálculo. Os projetos de energia renováveis novos, com menos de três anos de dados históricos, recebem um fator de capacidade médio da tecnologia, com base em dados históricos de unidades semelhantes.”

“O ISO New England opera um mercado de capacidade centralizado. Também neste caso, a capacidade qualificada de recursos eólicos e solares é obtida a partir de dados históricos de produção. Seu cálculo considera o valor médio (50º percentil) da produção de cada unidade durante os horários de pico de verão (13h às 18h de junho a setembro) e horários de pico de inverno (17h às 19h de outubro a maio), além de horas com condições de escassez declaradas pelo operador do sistema, nos últimos cinco anos (ISO NEW ENGLAND, 2016). Isso permite calcular um capacity value para o verão e um para o inverno.”

“O MISO (Midcontinent Independent System Operator) opera um mercado de capacidade baseado em leilões centralizados. Neste caso, a metodologia utilizada para definir o CV para recursos eólicos e solares é completamente diferente. A partir de 2009, o CV da fonte eólica é calculado através de uma metodologia baseada na Effective load Carrying Capability (ELCC) (MISO, 2015). Primeiro, um valor de ELCC é calculado para toda a capacidade instalada eólica, considerando todos os parques eólicos. Em segundo lugar, esse valor total é rateado entre as usinas eólicas de acordo com sua produção durante as oito horas de pico de demanda anual nos últimos onze períodos de verão (MISO, 2015).”

46. Todavia, para o caso brasileiro, a Nota Técnica 134/2021 recomenda que a contribuição de capacidade das fontes eólica e fotovoltaica seja apurada em conjunto para possibilitar a captura de ganhos de complementaridade espacial e temporal do portfólio de empreendimentos implantados, cujo efeito seria superaditivo, conforme ilustrado pela Figura 58 colacionada abaixo.

47. Nesse ponto, as ASSOCIAÇÕES entendem que a análise da contribuição agregada das GRV para o provimento de capacidade pode ser adotada para a avaliação da segurança sistêmica e para a definição de demanda por capacidade incremental. **Sua aplicação para definição do lastro de capacidade individualizado de cada empreendimento, entretanto, depende da definição prévia de como será a contratação e a remuneração do lastro, devendo-se evitar o risco de o lastro ser conferido com base no desempenho do portfólio e a remuneração e as penalidades serem apuradas com base na performance individual dos empreendimentos.**

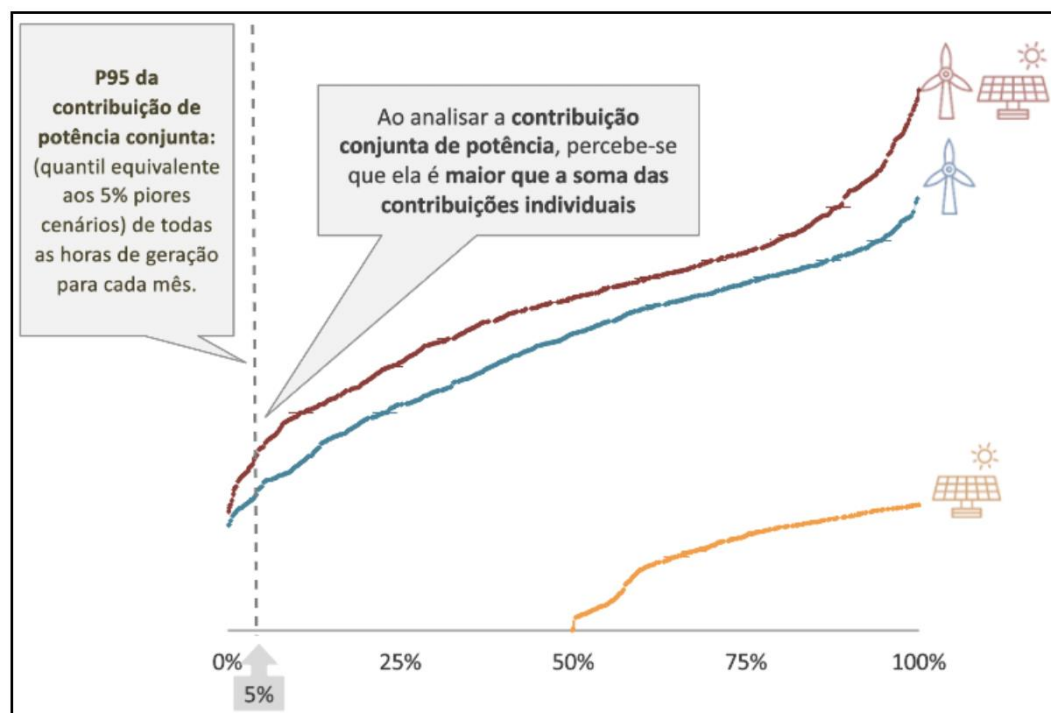


Figura 58 - Permanência da disponibilidade de capacidade eólica e fotovoltaica (MW)

48. Além disso, como já apontado a definição do lastro individual de cada fonte a partir de uma análise de variáveis estocásticas de um portfólio não é trivial, e como apontado pela Nota Técnica nº 134/2021 pode produzir distorções e incentivos contraproducentes sobre a expansão da geração.

“Nas seções anteriores foram apresentados os resultados da desagregação do lastro considerando diferentes métricas. A Figura 85 mostra um resumo destes resultados, sendo que existem vantagens e desvantagens em cada uma das metodologias de rateio. A divisão considerando a potência instalada tem a vantagem de ser simples, porém, desta forma, todos os parques contribuem da mesma forma, independente do seu perfil horário de geração.

Já a divisão considerando as gerações mais baixas beneficiam as áreas com comportamento diferente da maioria. No exemplo do Sul isto ficou bem claro pois a região com comportamento diferente teve um ganho de lastro. Desta forma, este tipo de rateio contribui para que o grupo seja mais homogêneo, pois incentivaria a instalação de empreendimentos em locais diferentes. Porém, esta metodologia não tem nenhuma relação com as necessidades dos consumidores.

Já a divisão considerando o comportamento da carga tende a favorecer os locais onde os empreendimentos geram energia no horário em que o sistema necessita. Desta forma, pode haver um incentivo para que os novos empreendimentos se localizem apenas em locais com esta característica. Porém, a carga é dinâmica e o horário de ponta pode mudar com a evolução do sistema elétrico. Assim, um empreendimento que é vantajoso nas condições atuais pode não ser no futuro. Considerando que os contratos de lastro deverão ter duração menores que os contratos de energia no modelo de contratação vigente, esse pode não ser um problema.”

49. Finalmente, ainda em relação à metodologia de apuração do lastro de capacidade, muito embora a Nota Técnica nº 134/2021 reconheça expressamente que serviço de capacidade deve ser prestado em instantes de interesse (que tendem a ocorrer nos horários de carga pesada), o cálculo apresentado foi realizado com base em valores médios mensais, considerando todas as horas do dia, e não somente aquelas de maior interesse sistêmico. Como resultado, verifica-se uma redução indevida da contribuição da fonte eólica que pode alcançar valores de Fator de Capacidade (FC) bastante elevados nos horários de ponta noturnos, como se ilustra na Figuras 74 da referida Nota Técnica.

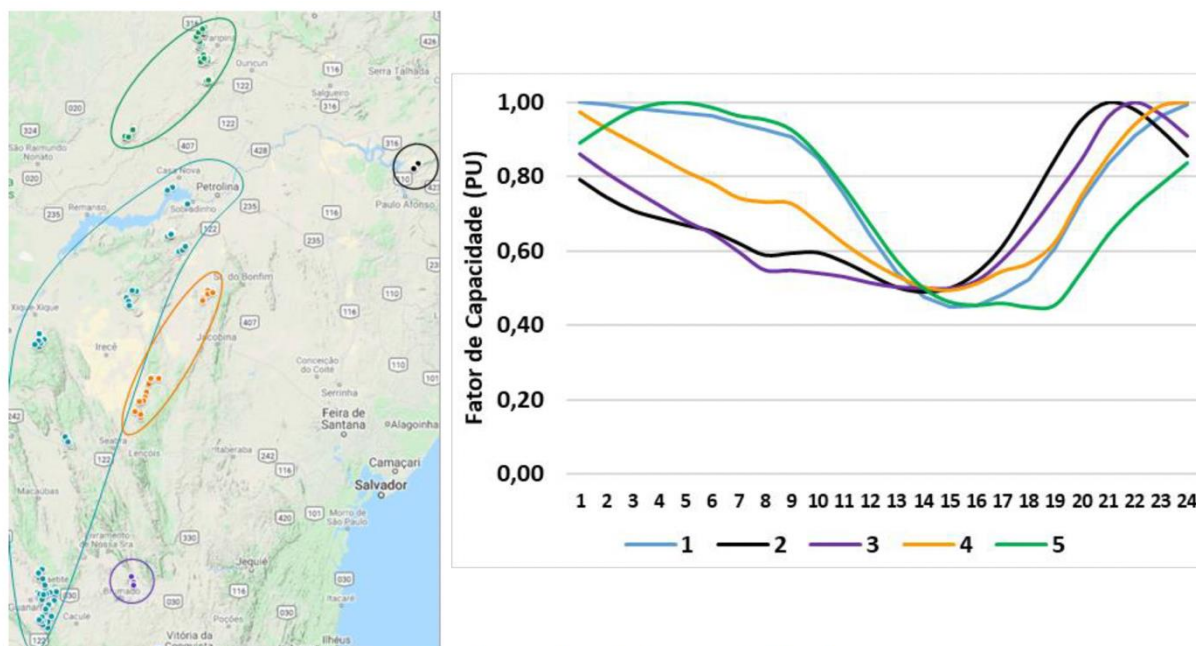
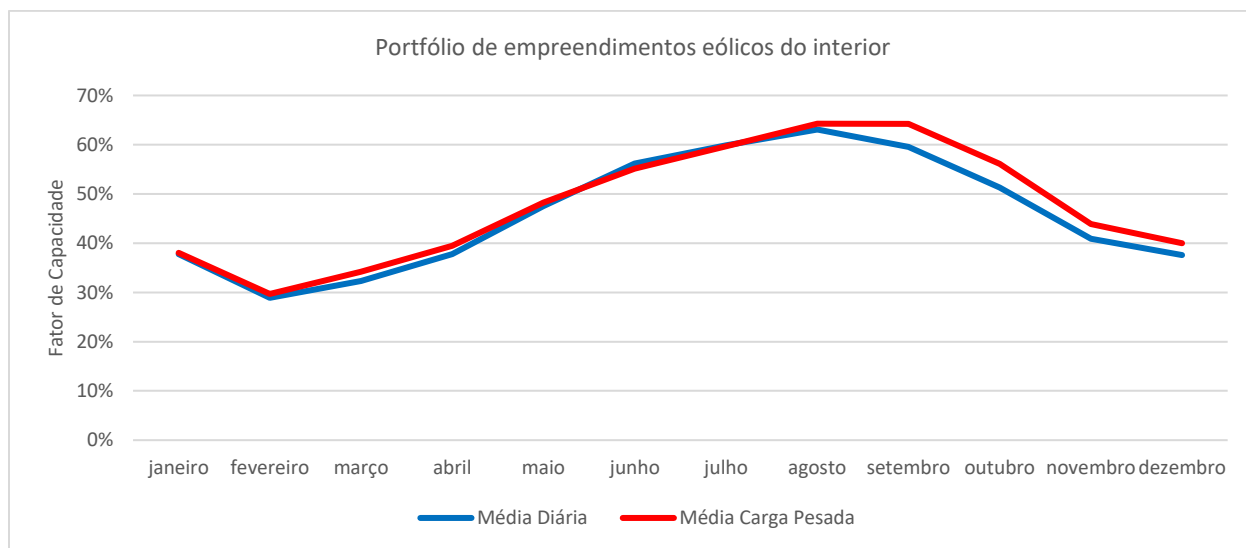
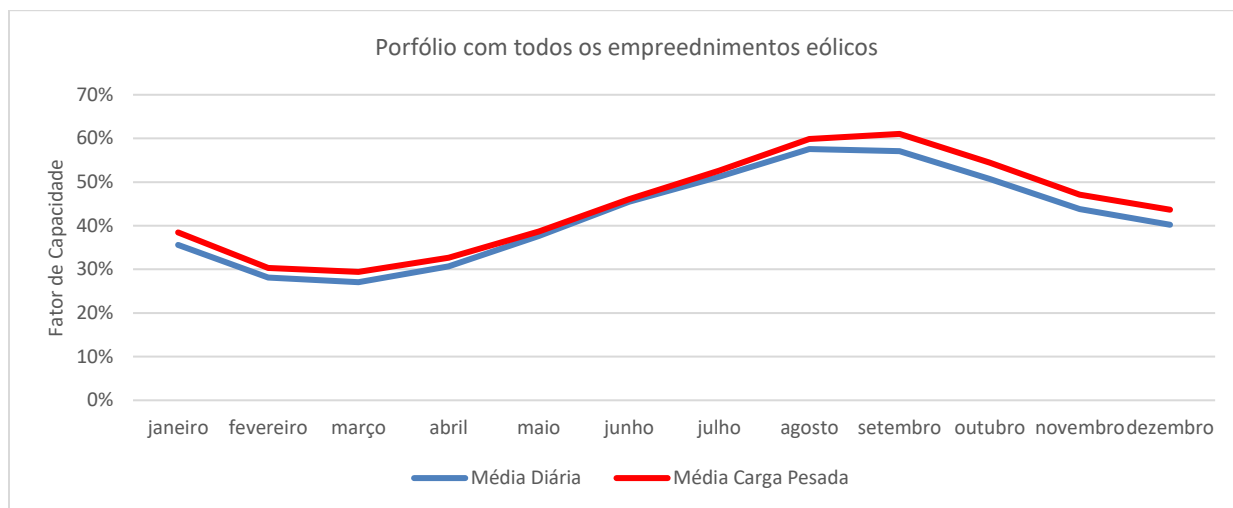
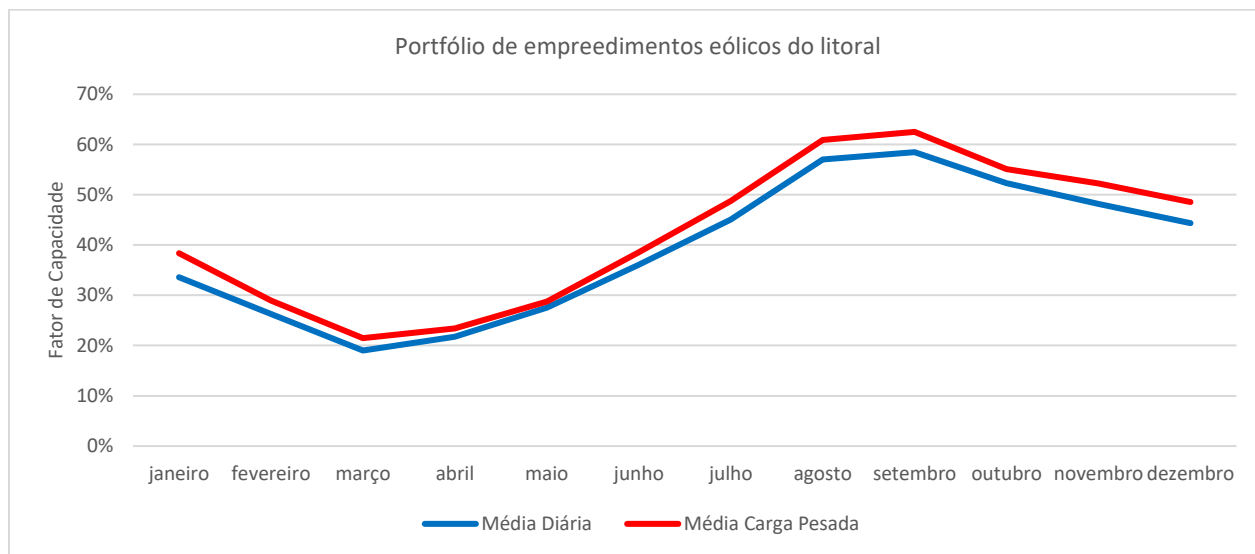


Figura 74 - Sub-regiões do Interior do Nordeste

50. A mesma conclusão pode ser encontrada a partir da análise do FC de empreendimentos de fontes eólicas apurados pelo ONS e disponibilizados na forma de relatórios dinâmicos em <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-fator-capacidade-medios-mensais.aspx>, conforme demonstrado pela figura abaixo que aponta o FC médio apurado com base em todas as horas do dia e o verificado somente nos horários de carga pesada, considerando o período de 2018 a 2022 para (i) o portfólio com todos os empreendimentos eólicos, (ii) o portfólio dos empreendimentos eólicos do litoral e (iii) o portfólio dos empreendimentos eólicos do interior.

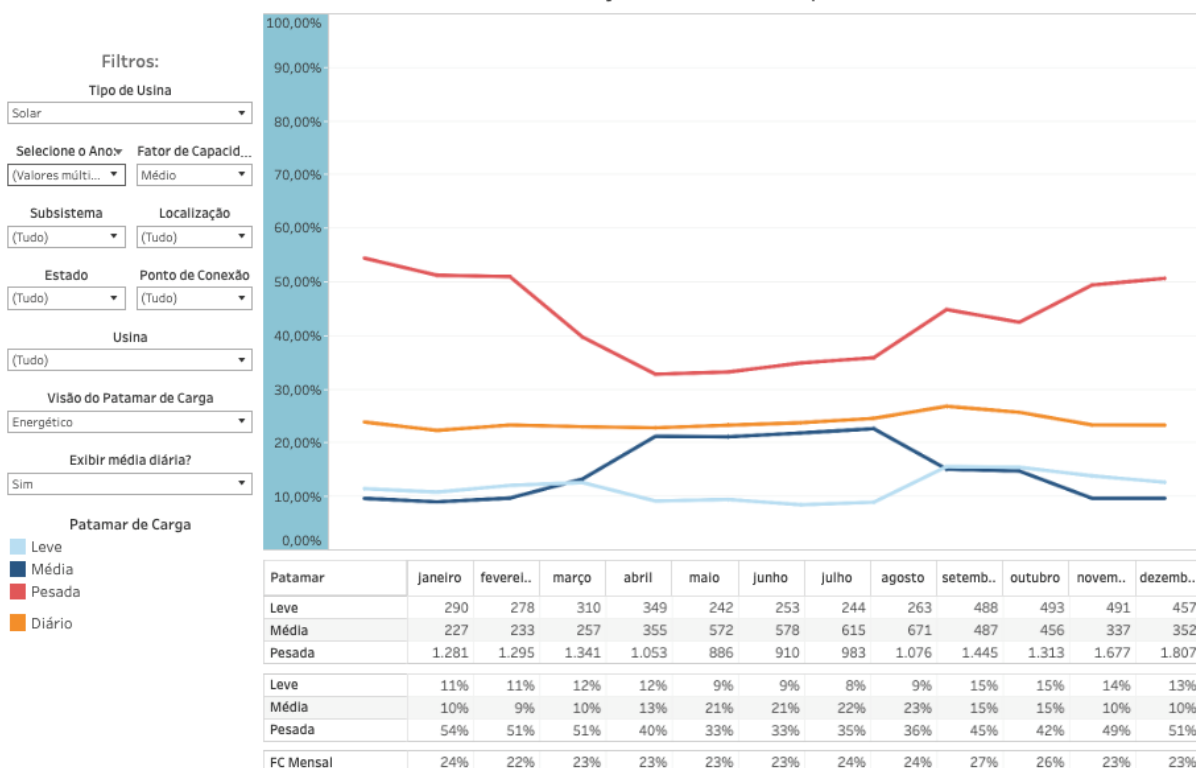




51. Ainda em relação à contribuição de capacidade das GRV, é importante destacar que, conforme indicado nos relatórios dinâmicos do ONS, disponibilizados no endereço referido acima, a carga de demanda pode ser avaliada sob a abordagem elétrica ou energética. Na abordagem elétrica, os horários de carga pesada ocorrem principalmente a noite, reduzindo significativamente a contribuição da geração solar fotovoltaica para o requisito de potência. Todavia, sob a ótica energética, a contribuição solar fotovoltaica é bastante significativa, como se verifica na figura colacionada abaixo, e no entendimento das ASSOCIAÇÕES esse aspecto não pode ser negligenciado, sendo fundamental a apuração da contribuição de capacidade da geração solar fotovoltaica sob a abordagem energética.

52.

Geração e Fator de Capacidade



Conclusões

53. Por todo o exposto, conclui-se que a Nota Técnica nº 133/2021 propõe metodologia pertinente para definição dos requisitos de produção e capacidade a partir de requisitos sistêmicos incrementais necessários ao atendimento da carga no longo prazo, a partir dos modelos e metodologias atualmente vigentes e aplicáveis ao setor elétrico brasileiro. Tal proposta alinha-se, inclusive, com a metodologia empregada para contratação de oferta de potência na modalidade reserva de capacidade (Leilão para Contratação de Potência e Energia associada nos termos da Portaria MME nº 20/2021) e com a definição dos requisitos de flexibilidade sistêmica pretendida com a Consulta Pública MME nº 145/2022.

54. No entanto, a metodologia proposta pela Nota Técnica nº 134/2021, de caracterização de lastro de produção – equivalente ao cálculo de garantia física sistêmica (não incremental) – e lastro de capacidade das fontes de geração de forma individualizada e “precária”, não é capaz de solucionar os problemas que se propõe enfrentar, quais sejam, valoração e a sinalização correta dos diversos atributos, de acordo com as necessidades sistêmicas, e contratação mais adequada da expansão do sistema, com melhor utilização dos ativos já existentes e uma alocação mais eficiente dos recursos. Também, não é claro que os benefícios da proposta apresentada superem os custos e mitiguem os riscos agregados.

55. Sugerimos, portanto, que a continuidade do processo de implantação da separação de lastro e energia seja suportada por estudos mais aprofundados, nos moldes de Análises de Impacto Regulatório (AIR) e Análises de Custo e Benefício (ACB), especialmente no sentido de:

- a. estabelecer metodologias robustas para aferição dos requisitos sistêmicos de lastro de produção, lastro de capacidade, e lastro de flexibilidade;
- b. prover maiores estudos e melhor fundamentação para a definição dos instantes de interesse para apuração do lastro de capacidade;
- c. assegurar a coerência metodológica entre a definição dos atributos sistêmicos dos lastros de produção, de capacidade e de flexibilidade das fontes eólica fotovoltaica e a aferição do serviço prestado – notadamente se o valor do lastro for apurado com base em um portfólio, a aferição do cumprimento das obrigações de provimento do lastro deve ter em conta o desempenho do portfólio e não do empreendimento individual;
- d. assegurar a coerência metodológica e a neutralidade econômica e regulatória do critério de rateio ou individualização do lastro de produção, de capacidade e de flexibilidade, evitando-se a criação de distorções e sinais econômicos e regulatórios adversos;
- e. assegurar contratos de lastro de produção, de capacidade e de flexibilidade com longo prazo, compatíveis com o modelo de financiamento por meio de *Project Finance*;
- f. apurar o lastro de capacidade da fonte solar fotovoltaica com base na carga pesada energética; e
- g. garantir de contratação dos atributos que assegurem a confiabilidade do sistema de forma sustentável e isonômica (com todos os agentes pagando pelos benefícios sistêmicos).

56. Finalmente, considerando a necessidade de maior aprofundamento nos estudos para a separação de lastro e energia, recomendamos que seja dada continuidade ao processo de contratação de reserva de capacidade e de flexibilidade por meio dos leilões regulamentados pelo Decreto nº 10.707, de 28 de maio de 2021, garantindo-se, ainda:

- a. a participação de múltiplas fontes energéticas e tecnologias, buscando neutralidade tecnológica para atendimento das necessidades operativas do Setor Elétrico Brasileiro;
- b. a harmonização das obrigações contratuais do mercado de reserva de capacidade com as dos mercados de energia e de serviços ancilares, assegurando a

possibilidade de participação simultânea em todos os mercados, mas evitando-se o risco de duplo pagamento por um mesmo serviço; e

- c. a utilização dos mercados de reserva de capacidade e de serviços ancilares para a remuneração de serviços de capacidade prestados por empreendimentos eólicos associados ou não com outras fontes ou BESS.